

نوع مقاله: پژوهشی

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۹/۱۱ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۰/۱۱/۳

پیشنهاددهی بهینه انواع قراردادهای مالی تراکم انتقال در بازارهای ثانویه کوتاه مدت تبادل این قراردادها با هدف مدیریت ریسک تراکم

محمد تبریزیان^{۱*}، حسین سیفی^۲، محمدکاظم شیخ الاسلامی^۳، حمیدرضا شاهمیرزاد^۴

^۱ استادیار دانشکده مهندسی برق، واحد یادگار امام خمینی (ره) شهرری، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

mm_tabrizian@yahoo.com

^۲ استاد دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر و رئیس مرکز مطالعات و برنامه ریزی شبکه های قدرت، دانشگاه تربیت مدرس،

تهران، ایران

seifi_ho@modares.ac.ir

^۳ دانشیار دانشکده مهندسی برق و کامپیوتر، دانشگاه تربیت مدرس، تهران، ایران

aleslam@modares.ac.ir

^۴ دانش آموخته کارشناسی ارشد برق قدرت، واحد یادگار امام خمینی (ره) شهرری، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران

hr.shahmirzad@gmail.com

چکیده: مدیریت ریسک تراکم یکی از مهم ترین مباحث مدیریت شبکه های انتقال در سیستم های قدرت تجدید ساختار شده و بازارهای برق دنیا، به ویژه بازارهای مبتنی بر قیمت گذاری ناحیه ای یا محلی است که ابزار اصلی آن قراردادهای قطعی (ثابت) انتقال یا به بیان دیگر قراردادهای مالی انتقال است. در این مقاله، پس از بررسی موضوع قراردادهای مالی تراکم انتقال، نحوه پیشنهاددهی بهینه انواع مختلف آن ها توسط شرکت کنندگان بازار برق در حراج های ثانویه تبادل این قراردادها و در بازه زمانی کوتاه مدت (به صورت هفتگی) با هدف مدیریت ریسک تراکم تحلیل خواهد شد. در پایان، روش پیشنهادی در یک شبکه نمونه مورد آزمون قرار گرفته است که نتایج عددی کارآمدی آن را نشان می دهد.

واژه های کلیدی: سیستم های قدرت تجدید ساختار شده، انتقال انرژی، بازار برق، قیمت گذاری محلی، مدیریت ریسک تراکم، قراردادهای مالی انتقال.

۱. مقدمه

وجود محدودیت‌ها در سیستم انتقال انرژی الکتریکی، حداکثر توانی را که می‌توان در یک شبکه قدرت، بین دو نقطه منتقل کرد تعیین می‌کند. در عمل، شاید نتوان همه قراردادهای دوجانبه و چندجانبه برای تأمین نیازها با کمترین هزینه را به‌طور کامل اجرا نمود زیرا این عامل خود منجر به تجاوز از محدودیت‌های عملی مانند محدودیت ولتاژ و اضافه بار می‌گردد؛ به این محدودیت شبکه انتقال در اصطلاح تراکم^۱ گفته می‌شود. تراکم در یک سیستم انتقال، چه در سیستم‌های الکتریکی یکپارچه عمودی^۲ و چه غیریکپارچه، به‌جز برای مدت کوتاهی قابل تحمل نخواهد بود زیرا ممکن است باعث قطع متوالی انرژی و اتلاف غیرقابل کنترل توان گردد. هزینه مرتبط با راه‌حل‌های رفع تراکم نیز ممکن است تا جایی بالا رود که خود باعث پدید آمدن مانعی در خرید و فروش انرژی الکتریکی گردد. بنابراین مدیریت تراکم^۳ چه به‌صورت مدیریت تخفیف (بهود) تراکم^۴ و چه به‌شکل مدیریت ریسک تراکم^۵ همواره کانون بحث‌های مربوط به تسهیل رقابت در صنعت برق بوده است [۵-۱]. در این مقاله به موضوع مدیریت ریسک تراکم پرداخته شده است.

سازوکار اصلی در موضوع مدیریت ریسک تراکم انتقال در بازارهای رقابتی برق مبتنی بر قیمت‌گذاری ناحیه‌ای^۶ یا محلی^۷، قراردادهای مالی انتقال^۸ (FTR) است. حق مالی انتقال، حق یا امتیاز خریداری‌شده‌ای است که می‌تواند سبب گریز از بهای تراکم بر مسیرهای مقید (تراکم) انتقال شود؛ به‌بیان دیگر، دارندگان FTR دارای حق انتقال مقدار معینی توان در یک مسیر مقید انتقال با قیمت ثابتی خواهند بود.

در وضعیت مقید (شرایط تراکم)، شرکت‌کنندگان بازار بهای تراکم را بر اساس اختلاف قیمت محلی^۹ (LMP) می‌پردازند؛ این بها زمانی رخ می‌دهد که تقاضای انرژی در یک مسیر انتقال، بیش از توانایی خطوط انتقال در آن مسیر است. اگر یک شرکت‌کننده بازار دارای FTR نباشد و قرارداد وی قابل کاهش نباشد، هنگام مواجهه با یک بهای تراکم‌شده هیچ مکانیزمی برای جبران آن

ندارد، درحالی‌که دارندگان FTR اعتباری را دریافت می‌کنند که با بهای تراکم برای مسیر مشخص مخالفت می‌کند. حقوق قطعی انتقال که به‌عنوان ابزار مالی برای گریز از خطرپذیری (ریسک) مربوط به بهای تراکم انتقال عمل می‌کنند، تنها در صورتی مفیدند که مسیر انتخاب‌شده در همان جهتی باشد که توان انتقالی متراکم است (و طبعاً LMP نقطه دریافت بزرگ‌تر از LMP نقطه تزریق باشد).

برای تضمین امکان دسترسی کل شرکت‌کنندگان بازار به حقوق انتقال بدون تبعیض، باید مکانیزمی برای اجازه به کاربران سیستم برای خرید، فروش و معامله این حقوق وجود داشته باشد؛ این مکانیزم با اجرای حراج^{۱۰} برای این حقوق تضمین می‌شود [۷-۱۰].

انواع حراج قراردادهای مالی انتقال می‌تواند به دو شکل باشد: الف. حراج اولیه (معمولاً درازمدت یا میان‌مدت) که توسط بهره‌بردار سیستم مستقل^{۱۱} (ISO) یا یک نهاد تعیین‌شده توسط ISO اغلب به‌صورت سالانه (یا شش‌ماهه) و ماهانه انجام می‌پذیرد.

ب. حراج ثانویه که شامل تبادل اعتبار FTR بین شرکت‌کنندگان بازار بوده و به‌صورت درازمدت یا اغلب کوتاه‌مدت صورت می‌گیرد (در مدل پیشنهادی مقاله به‌صورت هفتگی فرض شده است). شایان ذکر است در بازارهای حراج ثانویه، قراردادهای FTR می‌توانند از نظر کمی یا زمانی، تجزیه (خرد) گردند ولی ترکیب کردن آن‌ها در عمل مجاز نیست. به‌طور کلی نحوه گرفتن و صدور حقوق مالی انتقال توسط شرکت‌کنندگان بازار می‌تواند به سه طریق باشد:

الف. خرید از ISO یا نهاد جایگزین آن به‌وسیله حراج‌های اولیه FTR.

ب. گرفتن امتیاز FTR با ساختن یا ارتقای ظرفیت انتقال (به‌عنوان پاداش و معمولاً به‌صورت درازمدت و اغلب معادل عمر تجهیزات مربوط).

پ. خرید FTR به‌صورت دوجانبه یا از طریق حراج در بازارهای ثانویه.

تاریخچه سوابق پژوهشی در زمینه بازار حقوق انتقال به‌دلیل جدید بودن این موضوع، نسبتاً محدود بوده و مباحث مقدماتی آن در تلفیق با بازار برق مبتنی بر LMP پس از سال ۱۹۹۰ مطرح شده است؛ نخستین حراج حقوق انتقال در بازار پنسیلوانیا-

1. Congestion
2. Vertically Integrated
3. Congestion Management
4. Congestion Relief Management
5. Congestion Risk Management
6. Zonal
7. Local (Nodal)
8. Firm (Fixed or Financial) Transmission Right
9. Local Marginal Price

10. Auction
11. Independent System Operator

چندزمانه (شامل ساعات On-Peak، ساعات Off-Peak و ۲۴ ساعته) مدل سازی و تحلیل شده است.

همان طور که ملاحظه می گردد در مقالات علمی منتشر شده تاکنون، عمدتاً روی مدل سازی و تحلیل بازارهای حراج اولیه قراردادهای مالی تراکم انتقال بحث شده و بازارهای حراج ثانویه این قراردادها که دارای الگویی تا حدودی متفاوت است به صورتی علمی تحلیل نشده است؛ لذا نوآوری اصلی پژوهش پیش رو، توجه به این موضوع است.

در این مقاله، ابتدا کلیات قراردادهای مربوط به حقوق تراکم انتقال تشریح و سپس روش پیشنهادی و مدل ریاضی آن مطرح شده است؛ سرانجام نتایج شبیه سازی آزمون شده بر یک شبکه نمونه ارائه شده و مورد بررسی قرار گرفته است.

۲. قراردادهای مربوط به حقوق انتقال

۱.۲. کلیات

تقسیم بندی کلی قراردادهای مربوط به حقوق انتقال^۹ (TR) به صورت زیر است [۲۱]:

الف. حق انتقال فیزیکی^{۱۰} (PTR): معمولاً بخشی از بازار روز-پیش^{۱۱} (DA) است که انتقال فیزیکی توان را تضمین می کند و نمونه کاربرد آن در بازار شورای قابلیت اطمینان الکتریکی تگزاس^{۱۲} (ERCOT) است. به دلایل مختلف به ویژه امکان پدید آمدن قدرت بازار^{۱۳} این نوع حقوق کاربرد بسیار محدودی دارد.

ب. حقوق مالی تراکم انتقال^{۱۴} (CRR): این حقوق بدون تضمین یا اولویت دادن در انتقال فیزیکی و صرفاً ابزاری مالی است که می تواند به دو صورت باشد:

– قراردادهای مالی نقطه به نقطه^{۱۵} (PTP FTR)؛

– قراردادهای دریچه جریان (گلوگاه) (FGR).

قراردادهای PTP FTR یا به اختصار همان FTR، برای بازارهای مبتنی بر قیمت گذاری محلی یا LMP مناسب اند. به دلیل مشخص نبودن قیمت های LMP از قبل، قرارداد FTR در واقع از نوع قراردادهای پیشرو^{۱۶} است که در بازار روز-پیش تسویه می گردد. با استفاده از این قراردادها، دارندگان FTR در برابر

نیوجرسی-میرلند^۱ (PJM) و در سال ۱۹۹۹ پدید آمد [۱۱]. در مرجع [۱۲] بازار الحاقی انرژی توأم با حراج قراردادهای قطعی (مالی) انتقال پیشنهاد شده است که در آن شرکت کنندگان بازار می توانند این قراردادها را همراه با تبادلات انرژی خود، به دست آورده یا تجدید آرایش کنند. یک الگوی کلی برای حراج حقوق مالی انتقال به منظور تسهیل نحوه صدور (انتشار) حقوق تراکم انتقال در بازار برق تجدید ساختاریافته با دسترسی باز^۲ در مرجع [۱۳] ارائه شده است. در مرجع [۱۴] مفهوم حقوق انتقال وابسته (مشروط)^۳ در طرح استاندارد بازار برق^۴ معرفی شده است؛ این حقوق به دارنده خود، انعطاف پذیری مناسب در انتخاب نقطه تزریق یا نقطه برداشت انرژی در قرارداد را می دهد؛ بنابراین امکان گزینش چیدمان تولید و مصونیت در مقابل خروج واحدهای تولید^۵ را در پی دارد. در مرجع [۱۵] نقش خطاهای محاسباتی ضرایب جابه جایی انتقال^۶ (PTDF) ناشی از وقوع پیشامدها در صدور قراردادهای مالی انتقال، بررسی و آزمایش شده است. یک بازار حراج حقوق انتقال شامل هر دو نوع حقوق قراردادهای مالی انتقال (FTR) و قراردادهای دریچه جریان (گلوگاه)^۷ (FGR) در مرجع [۱۶] پیشنهاد شده و در شبکه کشور شیلی، مطالعه موردی و آزمایش شده است. در مرجع [۱۷] یک راهبرد پیشنهاددهی مبتنی بر قید خطرپذیری^۸ برای هر دو نوع حقوق FTR (اجباری و انتخابی) در بازارهای انتقال، پیاده سازی شده است. با وجود این، مقالات [۱۲] تا [۱۷] فقط یک ساعت خاص از بهره برداری سیستم را در نظر گرفته و به سایر عوامل نظیر تغییرات بار، شرایط On-Peak و Off-Peak و اثرات وقوع پیشامد در یک بازه درازمدت، توجه نکرده اند؛ این موضوع در مقالات دیگری نظیر [۱۸-۲۰] تا حدودی مطرح شده است. در مرجع [۱۸] حراج اولیه قراردادهای مالی انتقال در بازار PJM با ملاحظه هر دو نوع FTR (اجباری و انتخابی) به صورت سالیانه پیاده سازی شده است. یک حراج ماهیانه نیز شبیه حراج بازار PJM برای صدور توأم حقوق FTR و FGR در مرجع [۱۹] پیشنهاد و بررسی شده است. در مرجع [۲۰] مسئله حراج اولیه حقوق انتقال به شکلی کامل تر به صورت سالیانه و چندنوبتی، چندگانه (شامل هر دو نوع FTR به علاوه FGR) و

9. Transmission Right

10. Physical Transmission Right

11. Day-Ahead

12. Electric Reliability Council of Texas

13. Market Power

14. Congestion Revenue Right

15. Point to Point Financial Transmission Right

16. Forward Contracts

1. Pennsylvania-New Jersey-Maryland

2. Open Access

3. Contingent TR

4. SMD

5. Generation Outage

6. Power Transfer Distribution Factor

7. Flow-Gate Right

8. Risk-Constrained

امکان پذیر نیست، این قراردادها نمی توانند به عنوان یک ابزار حمایتی کامل^۷ در برابر تراکم، نقش ایفا کنند و تنها به صورت یک ابزار حمایتی جزئی^۸ یا به عنوان ابزار سوداگری^۹ می توانند مفید واقع شوند. این نوع قراردادها عمدتاً در خطوط رابط^{۱۰} مابین مناطق مختلف یا بین نواحی مختلف در داخل یک منطقه، برای بازارهای چندناحیه ای یا تبادل انرژی بین بازارهای مختلف مناسب تر بوده و به خاطر برخی نقایص و مشکلات، در عمل کاربرد محدود و اغلب آزمایشی دارند [۲۱].

برای نمونه، در ایالات متحده آمریکا، بخشی از حقوق انتقال ارائه شده در CAISO و ERCOT [۲۵] بر مبنای FGR است. در تبادل بین دو بازار PJM و MISO^{۱۱} نیز از FGR به طور آزمایشی استفاده شده و در حراج حقوق انتقال، به طور یکپارچه همراه با سایر قراردادهای FTR مشارکت داده شده است [۲۶]. در بازارهای برق کشورهای اروپایی نیز نمونه هایی از کاربرد FGR در سیستم های قدرت به هم پیوسته چندناحیه ای و بازارهای برق چندملیتی نظیر بازار برق داخلی اروپا^{۱۲} (IEM) به چشم می خورد و حراج سالیانه، ماهیانه و روزانه این حقوق توسط برخی از بهره برداران سیستم انتقال^{۱۳} (TSO) اروپایی صورت می گیرد که یک نمونه آن حراج سالیانه برای صدور FGR درازمدت و حراج روزانه برای صدور FGR کوتاه مدت توسط اپراتور سیستم انتقال نیرو^{۱۴} (HTSO) در کابل انتقال جریان دائم فشارقوی^{۱۵} (HVDC) اتصال دهنده یونان و ایتالیا است [۲۷].

۲.۲. روابط اصلی FTR (بر اساس مکانیزم بازار PJM [۲۱])

هر قرارداد FTR با چهار عامل مشخص می شود:

$$\Gamma \subseteq \{m, n, \gamma, \rho\} \quad (۱)$$

که در آن m شین تزریق^{۱۶}، n شین برداشت^{۱۷}، γ مقدار توان تعیین شده برحسب مگاوات، ρ قیمت (بهای) قرارداد به ازای واحد توان (Per MW) برحسب واحد پول است.

از دیاد اختلاف قیمت بین نقاط شبکه ((LMP) Δ زیاد) و ISO نیز در برابر کاهش اختلاف قیمت بین نقاط شبکه ((LMP) Δ کم) در بازار لحظه ای^۱ مصونیت پیدا می کنند. تسویه حساب این قراردادها معمولاً به صورت ماهانه صورت می گیرد و قراردادهایی که سیستم پشتیبانی و مکانیزم اجرایی آن ها به صورت اینترنتی^۲ است اصطلاحاً eFTR گفته می شود [۲۱].

قراردادهای FTR خود می تواند به دو شکل باشد:

- نوع اجباری (الزامی)^۳: در این نوع قرارداد در حالت معکوس بودن برای انتقال توان (یعنی وقتی LMP شین تزریق بیشتر از LMP شین برداشت باشد) شرکت کننده باید مجدداً هزینه پرداخت کند.

- نوع انتخابی (اختیاری)^۴: در این نوع قرارداد در حالت معکوس بودن برای انتقال توان (یعنی وقتی LMP شین تزریق بیشتر از LMP شین برداشت باشد) نیاز به پرداخت هزینه نیست. قراردادهای انتخابی برای شرکت کنندگانی از بازار که حقوق انتقال را صرفاً خرید و فروش می کنند مطلوب تر است، در حالی که قراردادهای نوع اجباری برای شرکت کنندگانی که می خواهند FTR را با یک تبادل واقعی توان منطبق سازند مناسب تر است. معمولاً قراردادهای انتخابی نسبت به قراردادهای اجباری متناظر، به دلیل ریسک پذیری کمتر، قیمت بالاتری دارند [۲۱].

برای مثال در بازار برق نیوانگلند (ISO-NE)، FTR فقط از نوع اجباری است [۲۲]، در بازار برق کالیفرنیا (CAISO) [۲۳] از نوع انتخابی، در بازار برق نیویورک (NYISO) [۲۴] هر دو نوع قرارداد FTR (اجباری و انتخابی) و در بازار برق پنسیلوانیا-نیوجرسی - مریلند (PJM) نیز هر دو نوع قرارداد FTR به کار می رود. شایان ذکر است بازار PJM به عنوان نمونه نسبتاً کاملی از پیاده سازی سیستم حقوق تراکم انتقال، اغلب مبنای مطالعات و شبیه سازی ها در نظر گرفته می شود [۱۱].

قراردادهای FGR روی تجهیزات^۵ انتقال تعریف شده و مسیر یک خط انتقال متراکم به عنوان گلوگاه شبکه^۶ (FG) در نظر گرفته می شود، این نوع قرارداد ذاتاً جهت دار تعریف شده و نمی تواند منفی باشد؛ یعنی ماهیتاً انتخابی است. با توجه به اینکه پیش بینی دقیق محل وقوع تراکم یا گلوگاه های شبکه انتقال همواره به سادگی

7. Full Hedging
8. Partial Hedging
9. Arbitrage
10. Tie Line
11. Midwest ISO
12. Internal Electricity Market
13. Transmission System Operator
14. Hellenic Transmission System Operator
15. High Voltage Direct Current
16. Injection
17. Withdrawal

1. Spot Market
2. Internet-Based FTR
3. Obligation-based FTR
4. Option-based FTR
5. Facility
6. Flow-Gate

مقدار هزینه تراکم (CC) برحسب \$/h از شین تولیدکننده m به شین مصرف کننده n چنین به دست می آید:

$$CC_{m-n} = P_n \cdot \mu_n - P_m \cdot \mu_m \cdot \varepsilon_{m-n} \quad (2)$$

که P مقدار توان برحسب MW، μ قیمت نودال (LMP) برحسب \$/MWh و ε_{m-n} درصدی از توان بار n که توسط تولیدکننده m تأمین می شود که با استفاده از ضرایب جابه جایی، به طور تقریبی قابل محاسبه است. میزان اعتبار FTR^۱ (برحسب \$/h) نیز این گونه محاسبه می شود:

$$FTR_{m-n} = (\mu_n - \mu_m) \gamma \quad (3)$$

که γ مقدار توانی است (برحسب MW) که گیرنده (خریدار) FTR تمایل به پوشش در مقابل تراکم در یک ساعت معین دارد. هزینه خالص مربوط به تراکم^۲ (برحسب \$/h) نیز با رابطه زیر مشخص می شود:

$$N.C. = \sum_{m,n} (FTR_{m-n} - CC_{m-n}) \quad (4)$$

۳.۲. روابط اصلی FGR (مدل کوتاه مدت و بر اساس مکانیزم بازار PJM [۲۱])

هر قرارداد FGR با چهار عامل (پارامتر) مشخص می شود:

$$\sum \{l, i, \sigma, \rho\} \quad (5)$$

که در آن، l خط انتقال مورد نظر، i گره ابتدای خط، σ مقدار توان (MW) تعیین شده و ρ ارزش (بهای) قرارداد برحسب مگاوات است. در این نوع قرارداد، پارامتر ضریب توزیع تجاری^۳ (CDF) برای گلوگاه FG_{ij} ، برای تبادل مابین شین تولیدکننده دلخواه m و شین مصرف کننده دلخواه n چنین تعریف می شود:

$$CDF_{m-n, FG_{ij}} = A_{ij, m} - A_{ij, n} \quad (6)$$

که A_{ij} ضریب جابه جایی^۴ خط l (مابین شین های i و j) نسبت به شین های مربوطه (m, n) است. میزان هزینه (شارژ) تراکم^۵ از رابطه زیر به دست می آید:

$$CC_{m-n, FG_{ij}} = (ZLMP_j - ZLMP_i) \cdot P_m \cdot CDF_{m-n, FG_{ij}} \quad (7)$$

که P_m توان تحویل داده شده در شین m توسط تولیدکننده در یک ساعت معین (برحسب MW) و ZLMP قیمت ناحیه ای^۶ است. مقدار FGR رزرو شده برای تبادل مابین شرکت کنندگان

n, m برحسب MW (یا همان σ) این گونه محاسبه می شود:

$$FGR_{m-n, FG_{ij}} = \sigma = P_{m-n} \cdot CDF_{m-n, FG_{ij}} \cdot \min\{\alpha_{ij}, 1\} \cdot \varepsilon_{m-n} \quad (8)$$

که ε_{m-n} درصد توان بار n تأمین شده توسط تولیدکننده m بوده و α_{ij} درصدی از ماکزیمم توان که FG می تواند نسبت به کل توان رزرو شده توسط شرکت کننده در آن، پذیرا باشد (به عبارت دیگر FGR رزرو شده هیچ گاه نباید بیشتر از ظرفیت FG باشد). ارزش (بهای) FGR^۷ (برحسب \$/MWh) چنین به دست می آید:

$$FGR_{FG_{ij}} = (ZLMP_j - ZLMP_i) \quad (9)$$

و هزینه خالص مربوط به تراکم^۸ (برحسب \$/h) نیز چنین خواهد شد:

$$N.C. = \sum_{FG_{ij}} \sum_{m,n} (FGR_{m-n, FG_{ij}} \cdot FGR_{FG_{ij}}) - \sum_{FG_{ij}} \sum_{m,n} CC_{m-n, FG_{ij}} \quad (10)$$

۳. روش پیشنهادی

همان گونه که در مقدمه اشاره شد، در کارهای گذشته و مقالات قبلی مربوط (نظیر مراجع [۱۲-۲۰])، عمدتاً روی مدل سازی و تحلیل بازارهای حراج اولیه قراردادهای مالی تراکم انتقال بحث شده است. مسئله حراج اولیه قراردادهای مالی تراکم انتقال از دید ISO مطرح است. هدف اصلی این مسئله پاسخ به این سؤال است که چگونه باید FTRها برای بیشینه سازی درآمد حاصل از حراج، تجدید آرایش یا اعطا شوند به گونه ای که با وجود همزمان تمام FTRها، سیستم در محدوده های مجاز باقی بماند (به اصطلاح آزمون امکان پذیری همزمان^۹). قیود مقرر در حراج، حدود توان های انتقالی خطوط در شرایط قبل و بعد از پیشامد^{۱۰}، FTRهای قبلاً اعطاشده (به اصطلاح مقادیر حالت پایه)، معادلات تعادل پخش بار و حدود مقادیر FTRها را لحاظ می کند. حل این مسئله، FTRهای بهینه اعطاشده و قیمت تسویه بازار (MCP) برای پیشنهادات را نتیجه می دهد و درآمدهای خالص این حراج توسط ISO به مالکان انتقال^{۱۱} (TOها)، بر اساس معیارهای مشخصی تخصیص می یابد.

همان طور که در مقدمه ذکر شد، در کارهای گذشته، بازارهای حراج ثانویه قراردادهای مالی تراکم انتقال که دارای الگویی تا حدودی متفاوت از بازارهای اولیه است، به صورتی علمی ملاحظه و تحلیل نشده است؛ و نوآوری اصلی این مقاله توجه به این

7. Valuation of FGR

8. Net Charge for Congestion

9. SFT

10. Contingency

11. Transmission Owner

1. FTR Credit

2. Net Charge for Congestion

3. Commercial Distribution Factor

4. Shift Factor

5. Congestion Charge

6. Zonal Price

مراحل روش پیشنهادی مطابق طرح‌واره شکل (۱) بدین شرح است:

۱.۳. مراحل شبیه‌سازی

الف. تخمین (پیش‌بینی) قیمت‌های محلی (LMP) با استفاده از روش‌های مربوط، برای همه شین‌های شبکه در طول بازه زمانی مورد نظر به صورت ساعتی به عنوان ورودی‌های مسئله که با EMP نشان داده شده است.

ب. تعیین $\Delta(EMP)$ بین هر جفت شین دلخواه در هر ساعت:

$$(EMP_{withdrawal} - EMP_{injection}) \quad (۱۱)$$

پ. حذف جفت شین‌هایی که $\Delta(EMP)$ آن‌ها در اغلب ساعات مورد نظر، منفی یا صفر است.

ت. انطباق مجموعه جفت شین‌های کاندید (از مرحله قبلی) با FTRهای موجود (ارائه شده) در حراج ثانویه و تعیین مجموعه این جفت نقاط منتخب برای هر دو نوع قرارداد FTR:

برای FTR نوع اجباری:

$$S_{ob} = \{(m, n)\} \quad (۱۲)$$

برای FTR نوع انتخابی:

$$S_{op} = \{(k, l)\} \quad (۱۳)$$

ث. تخمین ضرایب جابه‌جایی خطوط (ضریب A_{ij} برای خط دلخواه l مابین شین‌های i, j با استفاده از روش‌های تحلیل پخش بار DC یا ترجیحاً AC) برای همه خطوط شبکه نسبت به همه شین‌ها، در طول بازه زمانی مورد نظر به صورت ساعتی به عنوان سایر ورودی‌های مسئله برای تحلیل قراردادهای FGR.

ج. برای هریک از FGها، تعیین $\Delta(A_{ij})$ برای هر جفت شین دلخواه:

$$(A_{ij, injection} - A_{ij, withdrawal}) \quad (۱۴)$$

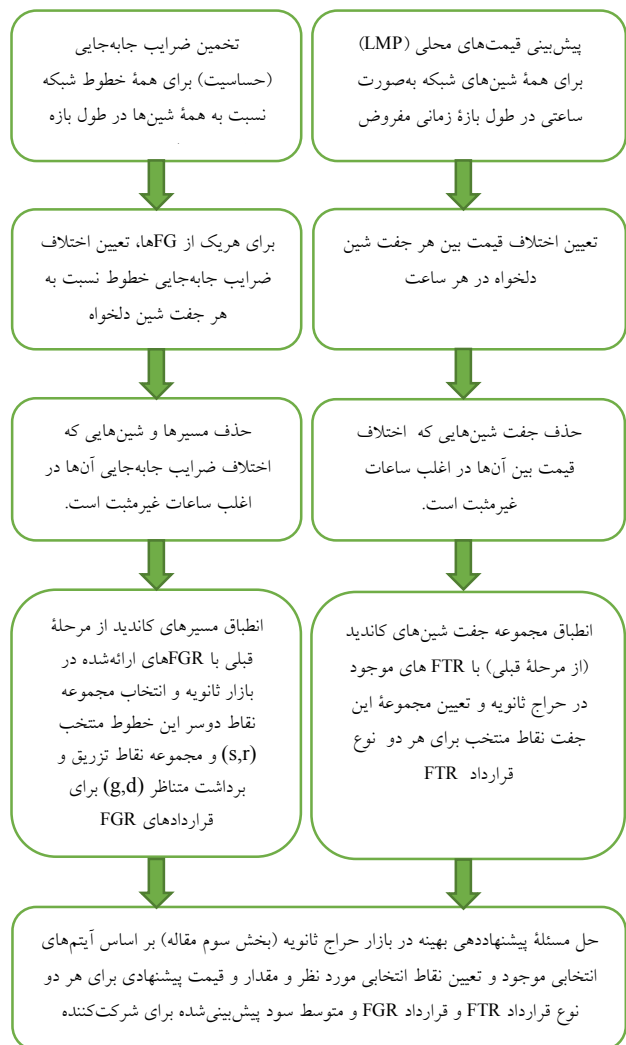
چ. حذف مسیرها و شین‌هایی که $\Delta(A_{ij})$ آن‌ها در اغلب ساعات منفی یا صفر است.

ح. انطباق مجموعه خطوط (جهت‌دار) کاندید (از مرحله قبلی) با FGRهای موجود (ارائه شده) در بازار ثانویه و در نظر گرفتن مجموعه نقاط دو سر این خطوط منتخب (S, F) و مجموعه نقاط تزریق و برداشت متناظر (g, d) برای قراردادهای FGR:

$$S_{fg} = \{((s, r), (g, d))\} \quad (۱۵)$$

خ. حل مسئله بهینه‌سازی زیر (بخش ۲.۳ و ۳.۳) بر اساس آیت‌های انتخابی موجود و تعیین میانگین سود حاصل (متوسط

موضوع است. در این مسئله که از دید یک شرکت‌کننده بازار مطرح است، تابع هدف شامل کل سود پیش‌بینی شده توسط شرکت‌کننده در حراج ثانویه است که می‌خواهیم بیشینه (ماکزیمم) شود و محدودیت‌های عمده این مسئله عبارت‌اند از: محدودیت کل سرمایه (نقدینگی) شرکت‌کننده، قید حداکثر FTR موجود و قابل واگذاری برای هر قرارداد در بازار ثانویه (هر دو نوع الزامی و انتخابی)، حداکثر FGR موجود و قابل واگذاری در بازار ثانویه برای هر قرارداد، حداقل قیمت پیشنهادی قابل ارائه توسط شرکت‌کننده برای هر قرارداد، حداقل سود میانگین مورد انتظار شرکت‌کننده در بازار حراج ثانویه، محدودیت مربوط به ریسک متناظر با انتخاب FTR نوع اجباری و سایر محدودیت‌های متفرقه که بسته به وجود شرایط اضافی در حراج ثانویه و رویه‌های خاص موجود در بازار برق مورد تحلیل، می‌توان آن‌ها را نیز در صورت نیاز لحاظ نمود.



شکل (۱): طرح‌واره کلی روش پیشنهادی

با انتخاب جفت شین‌های کاندید متناظر با چندین قرارداد توسط شرکت‌کننده بازار برای هر دو حالت اجباری و انتخابی در قراردادهای FTR و انتخاب خطوط جهت‌دار کاندید و شین‌های تزریق و برداشت متناظر با چندین قرارداد منتخب FGR، سود کلی شرکت‌کننده، در هر حالت چنین خواهد شد:

$$R_{ob} = \sum_{m,n} R_{ob}^{mn} \quad \forall m, n \in S'_{ob} \quad (22)$$

$$R_{op} = \sum_{k,l} R_{op}^{kl} \quad \forall k, l \in S'_{op} \quad (23)$$

$$R_{fg} = \sum_{sr,gd} R_{fg}^{sr,gd} \quad \forall ((s,r),(g,d)) \in S'_{fg} \quad (24)$$

و تابع هدف شامل کل سود پیش‌بینی‌شده توسط شرکت‌کننده (متوسط یا امید ریاضی سود حاصل) است که قرار است بیشینه (ماکزیمم) شود:

$$Max. \quad E(R) = R_{ob} + R_{op} + R_{fg} \quad (25)$$

۳.۳. محدودیت‌ها (قیود)

محدودیت‌های عمده این مسئله عبارت‌اند از:

الف. محدودیت کل سرمایه (تقدینگی) شرکت‌کننده:

$$\left(\sum_{m,n} \rho_{ob}^{mn} \gamma_{ob}^{mn} + \sum_{k,l} \rho_{op}^{kl} \gamma_{op}^{kl} + \sum_{sr,gd} \rho_{fg}^{sr,gd} \sigma_{fg}^{sr,gd} \right) \leq Investment(Per - hour) \quad (26)$$

ب. قید حداکثر FTR موجود و قابل واگذاری در بازار ثانویه (هر دو نوع الزامی و انتخابی) در هر حالت:

$$0 \leq \gamma_{ob}^{mn} \leq \gamma_{ob_{max}}^{mn} : \forall (m,n) \in S'_{ob} \quad (27)$$

$$0 \leq \gamma_{op}^{kl} \leq \gamma_{op_{max}}^{kl} : \forall (k,l) \in S'_{op} \quad (28)$$

پ. حداکثر FGR موجود و قابل واگذاری در بازار ثانویه در هر حالت:

$$0 \leq \sigma_{fg}^{sr,gd} \leq \sigma_{fg_{max}}^{sr,gd} : \forall ((s,r),(g,d)) \in S'_{fg} \quad (29)$$

ت. حداقل قیمت پیشنهادی قابل ارائه توسط شرکت‌کننده؛ قیمت‌های پایه (کف) قراردادها که در بازار ثانویه مشخص شده است:

$$\rho_{ob}^{mn} \geq \rho_{ob_{min}}^{mn} \quad (30)$$

$$\rho_{op}^{kl} \geq \rho_{op_{min}}^{kl} \quad (31)$$

$$\rho_{fg}^{sr,gd} \geq \rho_{fg_{min}}^{sr,gd} \quad (32)$$

ث. حداقل سود میانگین مورد انتظار شرکت‌کننده در بازار حراج ثانویه:

$$E(R) \geq profit_{min} \quad (33)$$

ج. محدودیت مربوط به ریسک متناظر با انتخاب FTR نوع اجباری که به‌طور غیرمستقیم در محاسبه سود حاصل منظور

سود پیش‌بینی‌شده) برای شرکت‌کننده که متغیرهای مسئله شامل نقاط انتخابی مورد نظر و مقدار و قیمت پیشنهادی برای هر دو نوع قرارداد FTR و قرارداد FGR است:

$$[\gamma_{ob}^{mn}, \rho_{ob}^{mn}], [\gamma_{op}^{kl}, \rho_{op}^{kl}], [\sigma_{fg}^{sr,gd}, \rho_{fg}^{sr,gd}] \quad (16)$$

(مجموعه کاندیدهای نهایی جفت شین‌های انتخابی):

$$S'_{ob}, S'_{op}, S'_{fg} \quad (17)$$

$$(S'_{ob} \subset S_{ob}, S'_{op} \subset S_{op}, S'_{fg} \subset S_{fg}) \quad (18)$$

۲.۳. روابط تابع هدف

با فرض اینکه شرکت‌کننده در حراج ثانویه قراردادهای مالی انتقال، قادر به انتخاب انواع مختلف قراردادهای FTR (اجباری و انتخابی) و همچنین قراردادهای از نوع FGR باشد، سود شرکت‌کننده (خریدار اعتبار قراردادها) در هر حالت چنین خواهد شد:

سود شرکت‌کننده برای قرارداد FTR نوع اجباری مابین شین‌های تزریق m و برداشت n عبارت است از:

$$R_{ob}^{mn} = \left(\sum_{h=1}^H (\Delta \mu^h - \rho_{ob}^{mn}) \right) \gamma_{ob}^{mn} \quad (19)$$

که μ قیمت محلی یا نودال (LMP) و ρ_{ob}^{mn} قیمت پیشنهادی (Per MW) برای خرید FTR_{ob}^{mn} (که در واقع متناظر با $\sum_{h=1}^H \Delta(EMP)$ بوده) و H کل ساعات مورد نظر در بازه زمانی

فرض‌شده (مثلاً هفتگی) است که اغلب ساعات On-Peak (با امکان رخداد تراکم) را در طول بازه زمانی مربوط در نظر می‌گیرند (معمولاً ساعت ۸ تا ۲۳ یعنی ۱۶ ساعت از ۲۴ ساعت هر شبانه‌روز در روزهای عادی هفته به‌جز تعطیلی‌ها).

به همین ترتیب سود شرکت‌کننده برای قرارداد FTR نوع انتخابی مابین شین تزریق K و شین دریافت l برابر است با:

$$R_{op}^{kl} = \left[\sum_{h=1}^H (\max(0, \Delta \mu^h) - \rho_{op}^{kl}) \right] \gamma_{op}^{kl} \quad (20)$$

که ρ_{op}^{kl} قیمت پیشنهادی (Per MW) برای خرید FTR_{op}^{kl} است. سود شرکت‌کننده برای قرارداد FGR روی گلوگاه 1 (FG) مابین شین‌های s و r متناظر با قرارداد دوجانبه‌ای با تولیدکننده واقع در شین g و مصرف‌کننده واقع در شین d معادل است با:

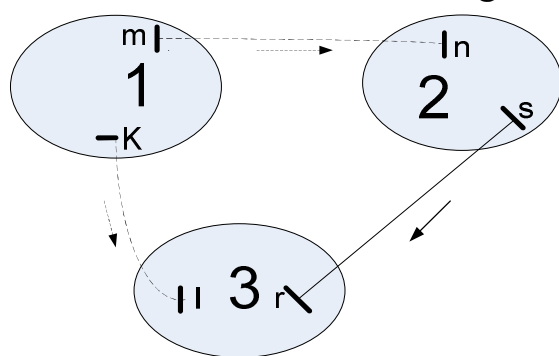
$$R_{fg}^{sr,gd} = \left[\sum_{h=1}^H (\max(0, (\Delta \mu_{rs}^h - \Delta(A_{gd}))) - \rho_{fg}^{sr,gd}) \right] \sigma_{fg}^{sr,gd} \quad (21)$$

که در آن $\rho_{fg}^{sr,gd}$ قیمت پیشنهادی (Per MW) برای گرفتن $FGR^{sr,gd}$ است.

برق در نواحی مختلف، متفاوت است [۲۲].
ج. میزان سرمایه شرکت کننده در بازار ثانویه معادل ۴۰۰۰۰ دلار فرض شده است.
چ. حداقل میانگین سود هفتگی مورد انتظار شرکت کننده، معادل ۰/۲٪ فرض شده است.
ح. میزان ریسک متناظر با انتخاب FTR نوع اجباری، معادل ۵٪ فرض شده است.

خ. در اینجا رفتار سایر شرکت کنندگان (رقبا) به طور مستقیم مدل نشده است و در عوض احتمال برنده شدن شرکت کننده مورد نظر در بازار حراج ثانویه به شکل تابعی از مقدار قیمت پیشنهادی در دو حالت: یک بار به صورت رابطه خطی (حالت الف در نتایج شبیه سازی) و بار دیگر به صورت رابطه نمایی (حالت ب) فرض شده است که به این ترتیب هرچه قیمت پیشنهادی شرکت کننده بالاتر باشد، شانس برنده شدن و در نتیجه سود محتمل او در حراج (مزایده) قراردادهای انتقال نیز به شکل خطی یا نمایی افزایش می یابد.

با توجه به فرضیات فوق، مدل ریاضی مسئله به شکل یک مسئله برنامه ریزی غیرخطی (NLP)، فرمول بندی و با استفاده از نرم افزار گمز^۲ [۳۰] توسط Solver CONOPT تحلیل گردید که حالت های مختلف شبیه سازی شده و خلاصه نتایج آن در جداول (۱)، (۲) و (۳) و شکل های (۳) تا (۸) ارائه شده است. صحت و اعتبار نتایج به دست آمده، با بررسی مراحل اجرای برنامه و مشاهده فایل های خروجی^۳ مربوط در محیط نرم افزار گمز و همچنین با تحلیل نتایج (در بخش بعدی) قابل مشاهده است.



شکل (۲): شبکه نمونه مورد مطالعه

می گردد و برای تخمین آن باید از اطلاعات گذشته بازار در بازه هفتگی یا ترجیحاً چند هفته ای استفاده کرد و مشخص نمود که به طور متوسط در چند درصد کل بازه زمانی در نظر گرفته شده، جهت واقعی انتقال توان برخلاف جهت مورد نظر بوده است (یا به عبارت دیگر LMP نقطه تزریق بیشتر از LMP نقطه برداشت بوده است).

چ. سایر محدودیت های متفرقه: بستگی به وجود شرایط اضافی در حراج ثانویه و رویه های خاص موجود در بازار برق مورد تحلیل که در صورت نیاز می توان آن ها را نیز لحاظ نمود.

۴. شبیه سازی و مطالعات موردی

برای آزمون روش پیشنهادی و مدل ارائه شده، یک شبکه نمونه ساده به صورت سه ناحیه ای مطابق شکل (۲)، به عنوان زیرمجموعه ای از بازار برق New England با قراردادهای موجود و برگزیده ذیل در بازه زمانی هفتگی در نظر گرفته شده است:

الف. از شین m واقع در ناحیه ۱ به شین n واقع در ناحیه ۲: FTR نوع اجباری با مقدار ۵۰ مگاوات و حداقل قیمت ساعتی \$/MWh ۴.

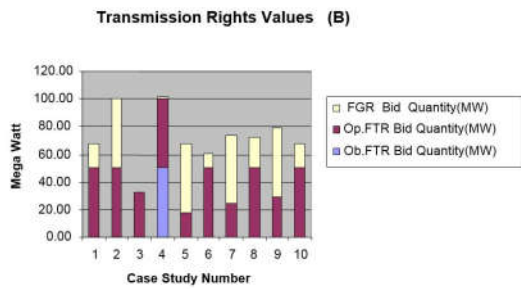
ب. از شین k واقع در ناحیه ۱ به شین l واقع در ناحیه ۳: FTR نوع انتخابی با مقدار ۵۰ مگاوات و حداقل قیمت \$/MWh ۶.

پ. از شین s واقع در ناحیه ۲ به شین r واقع در ناحیه ۳: FGR با مقدار ۵۰ مگاوات و حداقل قیمت \$/MWh ۵.

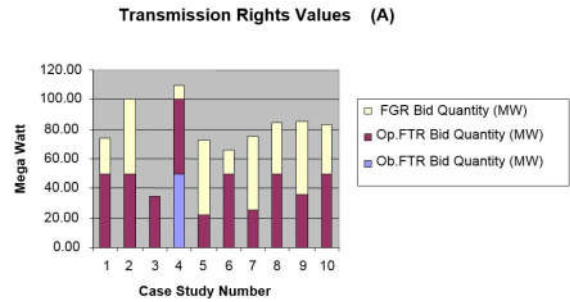
شایان ذکر است که در فرضیات فوق، نواحی ۲ و ۳ در مجاورت هم بوده و از طریق خط انتقال مابین شین های s و r با هم ارتباط دارند، در حالی که موقعیت ناحیه ۱ در مجاورت نواحی ۲ و ۳ نبوده و شین های m و k ارتباط مستقیم (از طریق یک خط انتقال) با شین های n و l ندارند.

سایر فرضیات مسئله نیز چنین در نظر گرفته شده است:
ت. تحلیل برای بازه زمانی هفتگی (یک هفته بعد) در ساعات on-Peak روزهای عادی) جمعاً به مدت ۸۰ ساعت (۸۰=۵×۱۶ ساعت روز) انجام شده است.

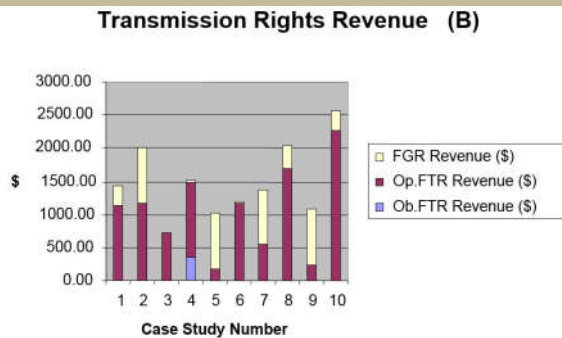
ث. قیمت محلی (LMP) پیش بینی شده برای هر شین در هر ساعت با استفاده از نمونه اطلاعات واقعی (یک هفته از ماه ژانویه سال ۲۰۰۷) در نواحی مفروض شبکه نیوانگلند^۱ تخمین زده شده که تقسیم بندی این نواحی از نظر قیمت می باشد به طوری که قیمت



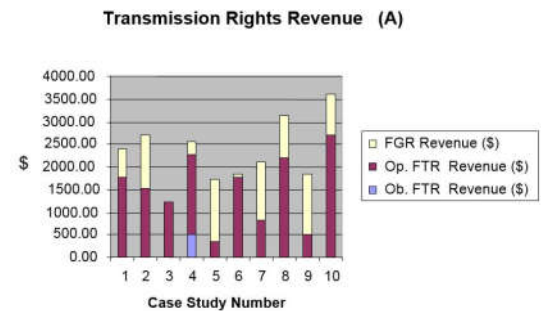
شکل (۶): مقادیر ظرفیت پیشنهادی قراردادهای انتقال در وضعیت‌های مختلف شبیه‌سازی شده در شبکه نمونه مورد مطالعه (حالت ب)



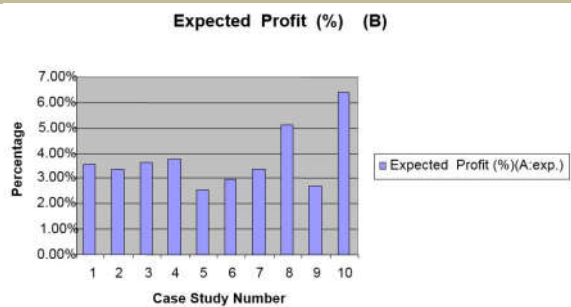
شکل (۳): مقادیر ظرفیت پیشنهادی قراردادهای انتقال در وضعیت‌های مختلف شبیه‌سازی شده در شبکه نمونه مورد مطالعه (حالت الف)



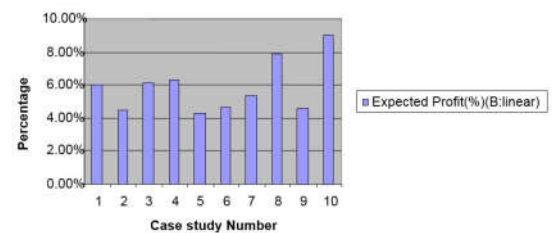
شکل (۷): مقادیر سود پیش‌بینی شده (برحسب دلار) برای انواع قراردادهای پیشنهادی در وضعیت‌های مختلف شبیه‌سازی (حالت ب)



شکل (۴): مقادیر سود پیش‌بینی شده (برحسب دلار) برای انواع قراردادهای پیشنهادی در وضعیت‌های مختلف شبیه‌سازی (حالت الف)



شکل (۸): مقادیر درصد کل سود پیش‌بینی شده در وضعیت‌های مختلف شبیه‌سازی شده در شبکه نمونه مورد مطالعه (حالت ب)



شکل (۵): مقادیر درصد کل سود پیش‌بینی شده در وضعیت‌های مختلف شبیه‌سازی شده در شبکه نمونه مورد مطالعه (حالت الف)

جدول (۱): توصیف حالت‌های مختلف شبیه‌سازی

مطالعات موردی	حالت‌های شبیه‌سازی
مطابق فرضیات بخش ۴ مقاله	۱
حالت اول با افزایش سرمایه شرکت‌کننده از ۴۰۰۰۰ به ۶۰۰۰۰ دلار	۲
حالت اول با کاهش سرمایه شرکت‌کننده از ۴۰۰۰۰ به ۲۰۰۰۰ دلار	۳
حالت اول با کاهش قیمت پایه Obligation FTR از ۴ دلار به ۱/۵ دلار	۴
حالت اول با افزایش قیمت پایه Option FTR از ۶ دلار به ۸ دلار	۵
حالت اول با افزایش قیمت پایه FGR از ۵ دلار به ۷/۵ دلار	۶
حالت اول با کاهش ظرفیت موجود Option FTR از ۵۰ مگاوات به ۲۵ مگاوات	۷
حالت اول با کاهش قیمت پایه Option FTR از ۶ دلار به ۵ دلار	۸
حالت هشتم با فرض اینکه هر دو نوع قرارداد (Obligation & Option) FTR در مسیر مشابه، از شین m واقع در ناحیه ۱ به شین n واقع در ناحیه ۲ ارائه شده باشد.	۹
حالت هشتم با فرض اینکه علاوه بر قرارداد FGR هر دو نوع قرارداد (Obligation & Option) FTR نیز در همان مسیر، از شین s واقع در ناحیه ۲ به شین t واقع در ناحیه ۳ ارائه شده باشند.	۱۰

جدول (۲): خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (الف)

Case Study No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investment (\$)	40000	60000	20000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
Ob.FTR Max.Quantity(MW)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Ob.FTR Bid Quantity (MW)	0.00	0.00	0.00	50.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ob.FTR Min. Price (\$)	4.00	4.00	4.00	1.50	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Ob.FTR Bid Price (\$)	-	-	-	1.65	-	-	-	-	-	-
Ob.FTR Revenue (\$)	0.00	0.00	0.00	519.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Op.FTR Max.Quantity (MW)	50	50	50	50	50	50	25	50	50	50
Op.FTR Bid Quantity (MW)	50.00	50.00	34.72	50.00	22.14	50.00	25.00	50.00	35.42	50.00
Op. FTR Min. Price (\$)	6.00	6.00	6.00	6.00	8.00	6.00	6.00	5.00	5.00	5.00
Op. FTR Bid Price (\$)	7.20	8.28	7.25	7.20	9.60	7.20	7.64	6.00	5.95	6.10
Op. FTR Revenue (\$)	1751.76	1536.44	1216.50	1751.76	367.52	1751.76	839.65	2212.56	492.86	2720.09
FGR Max. Quantity (MW)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
FGR Bid Quantity (MW)	24.35	50.00	0.00	10.00	50.00	16.23	50.00	34.78	50.00	33.33
FGR Min. Price (\$)	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	7.50	5.00	5.00	5.00	5.00
FGR Bid Price (\$)	5.75	6.72	-	5.75	5.70	8.63	6.18	5.75	5.80	6.05
FGR Revenue (\$)	658.58	1164.56	0.00	270.49	1352.43	95.58	1283.61	940.82	1352.43	876.82
Expected Profit \$(B:exp.)	2410.34	2701.00	1216.50	2541.84	1719.95	1847.34	2123.26	3153.38	1845.30	3596.91
Expected Profit (%) (B:exp.)	6.03	4.50	6.08	6.35	4.30	4.62	5.31	7.88	4.61	8.99

جدول (۳): خلاصه نتایج شبیه‌سازی در حالت (ب)

Case Study No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investment (\$)	40000	60000	20000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
Ob.FTR Max.Quantity(MW)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Ob.FTR Bid Quantity (MW)	0.00	0.00	0.00	50.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Ob.FTR Min. Price (\$)	4.00	4.00	4.00	1.50	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Ob.FTR Bid Price (\$)	-	-	-	2.40	-	-	-	-	-	-
Ob.FTR Revenue (\$)	0.00	0.00	0.00	355.99	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Op.FTR Max.Quantity (MW)	50	50	32.46	50	17.81	50	25	50	28.98	50
Op.FTR Bid Quantity (MW)	50.00	50.00	34.72	50.00	22.14	50.00	25.00	50.00	35.42	50.00
Op. FTR Min. Price (\$)	6.00	6.00	6.00	6.00	8.00	6.00	6.00	5.00	5.00	5.00
Op. FTR Bid Price (\$)	7.76	8.27	7.70	7.76	9.60	8.22	7.75	7.23	6.15	7.73
Op. FTR Revenue (\$)	1129.13	1162.60	727.49	1129.13	171.06	1162.02	564.57	1682.91	233.25	2273.99
FGR Max. Quantity (MW)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
FGR Bid Quantity (MW)	17.69	50.00	0.00	1.57	50.00	10.34	48.41	21.90	50.00	17.97
FGR Min. Price (\$)	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	7.50	5.00	5.00	5.00	5.00
FGR Bid Price (\$)	6.32	6.73	-	6.33	6.58	8.63	6.30	6.32	6.52	6.32
FGR Revenue (\$)	289.69	846.16	0.00	25.70	841.93	31.11	792.57	358.57	838.58	294.20
Expected Profit \$(B:exp.)	1418.82	2008.76	727.49	1510.82	1012.99	1193.13	137.14	2041.48	1071.83	2568.18
Expected Profit (%) (B:exp.)	3.55	3.35	3.64	3.78	2.53	2.98	3.39	5.10	2.68	6.42

۵. بحث و تحلیل نتایج عددی

قراردادهای مالی انتقال را افزایش دهد، قیمت‌های پیشنهادی برای اخذ انواع مختلف قراردادهای، طبعاً بیشتر از قیمت‌های پایه (کمینه) ابتدایی بوده که در نتایج بخش (ب)، سطح قیمت‌های پیشنهادی بالاتر از نتایج بخش (الف) و مقدار سود مورد انتظار نیز کمتر از بخش (الف) مشاهده می‌گردد. بنابراین در حالت (الف) نتایج قدری خوش‌بینانه‌تر بوده و در حالت (ب) قدری بدبینانه‌تر و با رفتاری غیرخطی که عملاً می‌تواند نتایجی محتاطانه‌تر نسبت به حالت (الف) تلقی شود.

همان گونه که در نتایج شبیه‌سازی ملاحظه می‌شود، در سیستم

همان گونه که در جدول‌های (۲) و (۳) مشاهده می‌شود کلیات نتایج و نحوه تغییرات آن در حالت‌های مختلف شبیه‌سازی شده روی سیستم مورد آزمون، در دو بخش (الف) (پیشنهاددهی با تابع احتمال خطی نسبت به قیمت) و بخش (ب) (پیشنهاددهی با تابع احتمال نمایی)، خیلی شبیه بوده و عمدتاً فقط محدوده مقادیر عددی نتایج، در دو حالت تفاوت دارد. همان طور که می‌بینیم در همه حالت‌ها برای اینکه شرکت‌کننده احتمال برنده شدن در بازار حراج ثانویه

مورد آزمون و با داده‌ها و فرضیات اشاره شده، شرکت کننده بیشترین تمایل را برای گرفتن (خرید) قرارداد FTR نوع انتخابی ارائه شده از شین k به شین l از خود نشان داده و بیشترین سود را نیز از طریق پیشنهاد دادن این نوع قرارداد انتظار دارد. قرارداد FTR نوع اجباری ارائه شده از شین m به شین n نیز به طور معکوس، به دلیل ماهیت ریسک پذیری بالا، مطلوبیت کمتری توسط شرکت کننده داشته و در اغلب حالت‌ها پیشنهاد نشده است؛ به جز در حالت چهارم که حداقل قیمت آن از ۴ دلار به ۱/۵ دلار کاهش داده شده و شرکت کننده کل ۵۰ مگاوات ظرفیت موجود را پیشنهاد داده است. در بازارهای برق واقعی نیز معمولاً این بی تمایلی تا حدودی مشاهده می گردد، البته به شرطی که شرکت کننده قابلیت و آزادی انتخاب نوع قرارداد و مسیر مربوطه را داشته باشد و در غیر این صورت شرکت کننده به طور طبیعی ناچار است سراغ این قراردادها نیز برود؛ به ویژه اینکه در برخی از بازارهای برق دنیا فقط این نوع FTR ارائه می شود.

نتایج شبیه سازی حالت (۱) در جداول (۲) و (۳) طبق فرضیات مذکور در بخش قبلی به دست آمده و به عنوان یک حالت مبنا (مرجع) برای مقایسه و تحلیل سایر حالت‌ها در نظر گرفته شده است. در حالت (۲) با افزایش سرمایه (نقدینگی) شرکت کننده به میزان ۵۰٪ (از ۴۰۰۰۰ به ۶۰۰۰۰ دلار)، شرکت کننده ظرفیت بیشتر و قیمت‌های بالاتری نسبت به حالت (۱) پیشنهاد داده است و مقدار سود حاصل طبعاً زیاد شده ولی نرخ (درصد) سود لزوماً افزایش نمی یابد که در اینجا حتی قدری کاهش نیز نشان می دهد.

در حالت (۳) با کاهش سرمایه به میزان ۵۰٪ (از ۴۰۰۰۰ به ۲۰۰۰۰ دلار)، شرکت کننده ظرفیت‌های کمتر و قیمت‌های پایین‌تری نسبت به حالت (۱) پیشنهاد داده است و مقدار سود حاصل طبعاً کم شده ولی درصد سود لزوماً کاهش نمی یابد که در اینجا حتی قدری افزایش نیز مشاهده می شود.

در حالت (۵) با افزایش قیمت پایه FTR نوع انتخابی از ۶ دلار به ۸ دلار، شرکت کننده در مقایسه با حالت (۱)، ظرفیت پیشنهادی این نوع قرارداد را کاهش داده و به جای آن ترجیح داده است ظرفیت مورد پیشنهاد قرارداد FGR را تا حد ممکن افزایش دهد. با توجه به اینکه قرارداد FTR نوع انتخابی بیشترین سهم را در سود شرکت کننده دارد، در این حالت، سود مورد انتظار شرکت کننده نسبت به همه حالت‌های دیگر کمتر شده است.

در حالت (۶) با افزایش قیمت پایه FGR از ۵ دلار به ۷/۵ دلار، شرکت کننده ظرفیت پیشنهادی این نوع قرارداد را نسبت به حالت (۱) کاهش داده و سهم سود حاصل از این نوع قرارداد نیز طبعاً کاهش

یافته است.

در حالت (۷) با کاهش ظرفیت موجود FTR نوع انتخابی از ۵۰ مگاوات به ۲۵ مگاوات، شرکت کننده کاهش ظرفیت موجود این نوع قرارداد را با افزایش دادن ظرفیت پیشنهادی قرارداد FGR جبران نموده است به طوری که سود حاصل نسبت به حالت (۱) کاهش چشمگیری نداشته است.

در حالت (۸) با کاهش قیمت پایه FTR نوع انتخابی از ۶ دلار به ۵ دلار، شرکت کننده علاوه بر انتخاب کل ظرفیت موجود این نوع قرارداد، ظرفیت پیشنهادی قرارداد FGR را نیز بالا برده و سود مورد انتظار خود را به میزان قابل توجهی افزایش داده است.

در حالت (۹) که هر دو نوع قرارداد FTR (اجباری و انتخابی) روی نقاط تزریق و برداشت یکسان تعریف شده اند، باز شرکت کننده برای کاهش ریسک و افزایش سود مورد انتظار، فقط قرارداد FTR نوع انتخابی را برگزیده است. البته مشاهده می شود سود حاصل از قرارداد FTR نوع انتخابی مابین نقاط جدید (از شین m به شین n) کمتر از سود حاصل از نقاط قبلی (از شین k به شین l) بوده لذا سود کلی مورد انتظار شرکت کننده نسبت به حالت قبلی ((۸)) به میزان قابل توجهی کاهش یافته است.

در حالت (۱۰) که هر سه قرارداد روی یک مسیر مشترک (از شین s به شین r) ارائه شده اند، به دلیل افزایش قدرت انتخاب شرکت کننده، سود مورد انتظار نیز به بالاترین میزان نسبت به حالت‌های دیگر رسیده است.

۶. نتیجه گیری

در این مقاله پس از بررسی موضوع قراردادهای مالی تراکم انتقال، نحوه پیشنهاددهی بهینه انواع مختلف این قراردادها توسط شرکت کنندگان بازار برق در حراج‌های ثانویه تبادل این قراردادها در بازه زمانی کوتاه مدت (به صورت هفتگی) برای مدیریت ریسک تراکم تحلیل شده است و در پایان روش پیشنهادی در یک شبکه نمونه، مورد آزمون قرار گرفته و نتایج عددی کارآمدی آن را نشان می دهد.

برای تکمیل این پژوهش نیز موارد ذیل پیشنهاد می شود:

الف. مدل سازی کامل تر رقابت در بازار ثانویه FTR و نحوه پیشنهاددهی بهینه با تحلیل رفتار سایر شرکت کنندگان در حراج ثانویه قراردادهای FTR با استفاده از روش تئوری بازی‌ها^۱.

ب. شبیه سازی و تحلیل مسئله با استفاده از سایر روش‌های بهینه سازی هوشمند ابتکاری و فراابتکاری.

علائم

γ (MW)	مقدار توان تعیین شده در قرارداد FTR	Γ	قرارداد FTR	m	شین تزریق توان در قرارداد FTR نوع اجباری
ρ (\$)	ارزش (بهای) قرارداد FTR به ازای واحد توان	Σ	قرارداد FGR	n	شین برداشت توان در قرارداد FTR نوع اجباری
P (MW)	توان الکتریکی	S_{ob}	مجموعه قراردادهای کاندید FTR نوع اجباری	k	شین تزریق توان در قرارداد FTR نوع اختیاری
σ (MW)	مقدار توان تعیین شده در قرارداد FGR	S'_{ob}	مجموعه قراردادهای پیشنهادی FTR نوع اجباری	l	شین برداشت توان در قرارداد FTR نوع اختیاری
μ (\$/MWh)	قیمت محلی (نودال) (LMP)	S_{op}	مجموعه قراردادهای کاندید FTR نوع اختیاری	s	شین ابتدایی یک گلوگاه در قرارداد FGR
ε_{m-n}	شاخص درصدی از توان بار n که توسط تولیدکننده m تأمین می شود.	S'_{op}	مجموعه قراردادهای پیشنهادی FTR نوع اختیاری	r	شین انتهایی یک گلوگاه در قرارداد FGR
A_{ij}	ضریب جابه جایی خط l مابین شین های i,j (نسبت به شین تزریق یا برداشت).	S_{fg}	مجموعه قراردادهای کاندید FGR	g	شین تولیدکننده در یک قرارداد دوجانبه انرژی
ZLMP (\$/MWh)	قیمت ناحیه ای (Zonal)	S'_{fg}	مجموعه قراردادهای پیشنهادی FGR	d	شین مصرف کننده در قرارداد دوجانبه انرژی
α_{ij}	شاخص درصدی از ماکزیمم توان که یک FG می تواند نسبت به کل توان رزرو شده توسط شرکت کننده در آن بپذیرد.	$CDF_{m-n,FG_{ij}}$	ضریب توزیع تجاری برای گلوگاه FG_{ij} با هدف تبادل مابین شین تولیدکننده دلخواه m و شین مصرف کننده دلخواه n.	R_{op}^{kl}	سود شرکت کننده برای قرارداد FTR نوع انتخابی مابین شین تزریق K و شین دریافت l.
FTR_{m-n} (\$/h)	میزان اعتبار FTR	$FGR_{FG_{ij}}$ (\$/MWh)	ارزش (بهای) FGR	NC (\$/h)	هزینه خالص مربوط به تراکم
E(R)	متوسط (امید ریاضی) سود پیش بینی شده توسط شرکت کننده در حراج ثانویه قراردادهای انتقال	R_{ob}^{mn}	سود شرکت کننده برای قرارداد FTR نوع اجباری مابین شین های تزریق m و برداشت n	$R_{fg}^{sr,gd}$	سود شرکت کننده برای قرارداد FGR روی گلوگاه l (FG) مابین شین های s و t متناظر با قرارداد دوجانبه ای با تولیدکننده واقع در شین g و مصرف کننده واقع در شین d
		CC (\$/h)	هزینه (شارژ) تراکم	$FGR_{m-n,FG_{ij}}$	مقدار FGR رزرو شده برای تبادل مابین شرکت کنندگان n,m

مراجع

- [1] Christie, R. D., Wollenberg, B. F. and Wangenstein, I., "Transmission management in the deregulated environment", Proc. IEEE, Vol. 88 (2), pp. 170-195, 2000.
- [2] Joskow, P. L., "Transmission policy in the United States", Utility Policy, Vol. 13, pp. 95-115, 2005.
- [3] Singh, H., Hao, S. and Papalexopoulos, H., "Transmission congestion management in competitive

- electricity markets*", IEEE Trans. Power Syst, Vol. 13 (2), pp. 672-680, 1998.
- [4] Kumar, A., Srivastava, S. C. and Singh, S. N., "Congestion management in competitive power market: A bibliographical survey", Electric Power Systems Research, Vol. 76, pp. 153-164, 2005.
- [5] Federal Energy Regulatory Commission, "Remedying undue discrimination through open access transmission service and standard electricity market design", Available online at: <http://www.ferc.gov/Electric/RTO/Mrkt-Strct-comments/nopr/Web-NOPR.pdf>.
- [6] Ma, X., Sun, D.I. and Cheung, K.W., "Evolution toward standardized market design", IEEE Trans. Power Syst, Vol. 18 (2), pp. 460-469, 2003.
- [7] Shahidehpour, M., Yamin, H. and Zuyi, Li., "Market operations in electric power systems", Institute of Electrical and Electronics Engineers, Wiley-Interscience, 2002.
- [8] Chao, H., Peck, S., Oren, S. and Wilson, R., "Flow-based transmission rights and congestion management", Electr. J, Vol. 13 (8), pp. 38-58, 2000.
- [9] Tang, Y., Xu, H. and Wan, Q., "Research on the application of financial transmission right in congestion management", DRPT2008 6-9 April 2008.
- [10] Liu, M. and Gross, G., "Framework for the design and analysis of congestion revenue rights", IEEE Trans. Power Syst, Vol. 18 (1), pp. 243-251, 2004.
- [11] [Online]. Available: Check <http://www.pjm.com> for PJM market.
- [12] O'Neill, R.P., Helman, U., Hobbs, B.F., Steward, W.R. and Rothkopf, M.H., "A joint energy and transmission rights auction: proposal and properties", IEEE Trans. Power Syst, Vol. 17 (4), pp. 1058-1067, 2002.
- [13] Alomoush, M.I. and Shahidehpour, S.M., "Generalized model for fixed transmission rights auction", Electr. Power Syst. Res, Vol. 54, pp. 207-220, 2002.
- [14] O'Neill, R.P., Helman, U., Baldick, R., Steward, W.R. and Rothkopf, M.H., "Contingent transmission rights in the standard market design", IEEE Trans. Power Syst, Vol. 18(4), pp. 1331-1337, 2003.
- [15] Liu, M. and Gross, G., "Role of distribution factors in congestion revenue rights applications", IEEE Trans. Power Syst, Vol. 19 (2), pp. 802-810, 2004.
- [16] Mendez, R. & Rudnick, H., "Congestion management and transmission rights in centralized electric markets", IEEE Trans. Power Syst, Vol. 19 (2), pp. 889-896, 2004.
- [17] Li, T. and Shahidehpour, M., "Risk-constrained FTR bidding strategy in transmission markets", IEEE Trans. Power Syst, Vol. 20(2), pp. 1014-1021, 2005.
- [18] Ma, X., Sun, D. and Ott, A., "Implementation of the PJM financial transmission rights auction market system", in: Proceedings of the IEEE PES Summer Meeting, Chicago, USA, July, 2002.
- [19] Biskas, P.N., Ziogos, N.P. and Bakirtzis, A.G., "Analysis of a monthly auction for financial transmission rights and flow-gate rights", Electric Power Systems Research, Vol. 77 (5-6), pp. 594-603, 2007.
- [20] Ziogos, N.P. and Bakirtzis, A.G., "Analysis of a yearly multi-round, multi-period, multi-product transmission rights auction", Electric Power Systems Research, Vol. 78, pp. 464-474, 2008.
- [21] PJM Manual for Financial Transmission Rights, PJM Interconnection. Available on-line at: <http://pubs.pjm.com/dynaweb/PJMpubp/m06>.
- [22] [Online]. Available: Check <http://www.iso-ne.com> for New-England market.
- [23] [Online]. Available: Check <http://www.caiso.com> for CAISO market.
- [24] [Online]. Available: Check <http://www.nyiso.com> for NYISO market.
- [25] [Online]. Available: Check <http://www.ercot.com> for ERCOT market.
- [26] [Online]. Available: Check <http://www.midwestiso.org> for MISO market.
- [27] [Online]. Available: Check <http://www.desmie.gr> for HTSO market.
- [28] Kristiansen, T., "Provision of financial transmission rights including assessment of maximum volumes of obligations and options", Electrical Power and Energy Systems, Vol. 29, pp. 1-13, 2007.
- [29] Liu, M. and Gross, G., "Congestion rents and FTR evaluations in mixed-pool-bilateral systems", Electrical Power and Energy Systems, Vol. 30, pp. 447-454, 2008.
- [30] Brooke, A., Kendrick, D. and Meeraus, GAMS User's Guide, The Scientific Press, Redwood City, CA, 1990, Available on-line at: <http://www.gams.com/docs/gams/GAMSUsersGuide.pdf>.
- [31] Journal homepage: www.elsevier.com/locate/eneeco. FTR allocations to ease transition to nodal pricing: An application to the German power system, Energy Economics, 60, 2016.
- [32] Zambrano, C., Olaya, Y. and Velásquez, J., "An agent-based simulation model for evaluating financial transmission rights in the Colombian electricity market", Proceedings IEEE, Vol. 20(4), pp. 53-69, 2014.

- [33] G'omez-Villalobos, C.J., Tovar-Hern'andez, J.H. and Guti'errez-Alcaraz, G., "*Programa de Graduados e Investigaci'on en Ingenier'ia El'ectrica, PGIIE, Instituto Tecnol'ogico de Morelia*", ITM. *Financial Transmission Rights in Electricity Markets*, 2016.
- [34] Fang, X., Li, F., Hu, Q., Y. Wei and Ningchao, G., "*The impact of FTR on LSE's strategic bidding considering coupon based demand response*", IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, pp. 1-5, 2015.